

Einsatz von Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium in linienfokussierenden Systemen

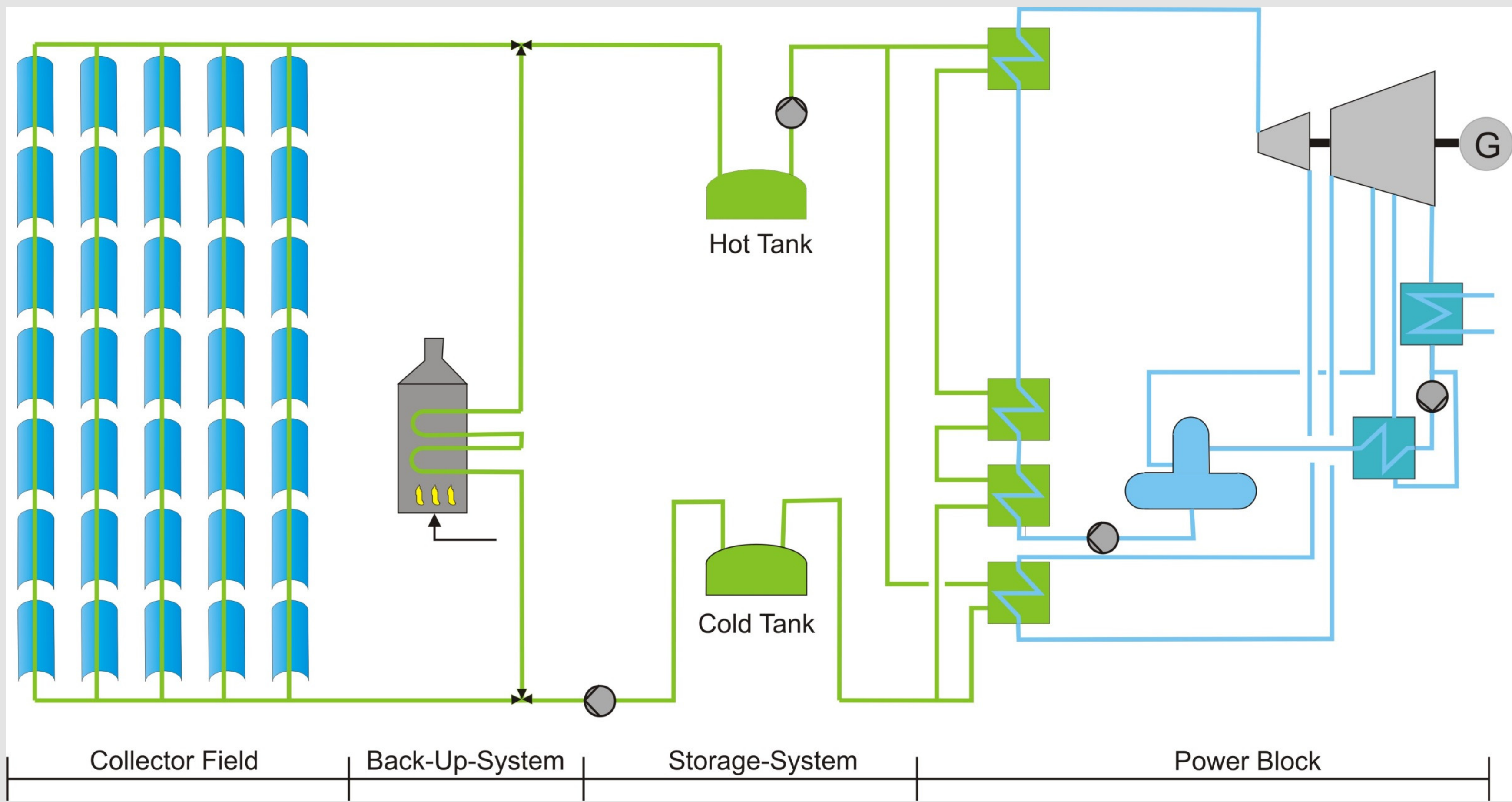


Abb. 1 Prinzipschaltbild einer linienfokussierenden Anlage mit Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium.

Die meisten Parabolrinnenkraftwerke im Einsatz setzen auf Thermoöl als Wärmeträgermedium im Solarfeldkreislauf. Die maximale Arbeitstemperatur des Thermoöls liegt aufgrund der thermischen Stabilität des eingesetzten Öls unterhalb von 400 °C. Dadurch ist die Frischdampf­temperatur auf circa 380 °C begrenzt und ermöglicht bei einem Frischdampfdruck von rund 104 bar einen Netto-Wirkungsgrad von ca. 37% im Kraftwerksblock.

Einsatz von Flüssigsalz

Der Einsatz von Flüssigsalz (Abb. 1) überwindet die Temperaturgrenze. Die risikominimalsten Salze in der derzeitigen Diskussion sind Nitratsalze oder Nitrat/Nitritsalze. *Solar Salt* mit 60/40 Gew.-% NaNO₃/KNO₃ wurde bereits in der Solar-Two-Anlage getestet und dort bei einer Temperatur von 565 °C betrieben [1]. Frischdampfparameter von 550 °C und 160 bar werden damit möglich. Der Kraftwerksblock kann thermische Wirkungsgrade von über 45 % erreichen.

Die Nutzung von Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium eröffnet die Möglichkeit der direkten Speicherung. Die Speicher entkoppeln den Solarfeldbetrieb vollständig vom Powerblockbetrieb. Jegliche Schwankung im Solarfeld wird damit für die Turbine irrelevant, wodurch ein sicherer Betrieb des Kraftwerksblocks gewährleistet werden kann. Weiterhin entfallen Zeitverzögerungen oder Leistungsschwankungen beim Wechsel zwischen Be- und Entladebetrieb. Damit genügt dieses Kraftwerk dem Anspruch hoher Versorgungssicherheit. Im Gegensatz zur indirekten Speicherung eines öl­basierten Kraftwerks entfallen die Speicherwärmetauscher und damit der Exergieverlust während Be- und Entladung.

Hohe Schmelztemperatur des Mediums
Flüssigsalze haben typischerweise Schmelztemperatu­ren von über 100 °C. Im Falle des Na/K-NO₃-Salzes sprechen wir von 221 °C Erstarrungstemperatur. Dies bedingt die Vorhaltung thermischer Energie um Abstrahlungsverluste zu kompensieren und

die Fluidtemperatur über der kritischen Temperatur zu halten (Abb. 2). Typischerweise wird diese Energie aus dem Speicher bereitgestellt. In wenigen Fällen des Jahres bedient man sich der Unterstützung des fossilen Hilfsbrenners.

Wirtschaftlichkeit der Anlage

Das wirtschaftliche Potenzial im Vergleich zu Ölanlagen wurden bereits von mehreren Autoren berechnet. Kearney et al. [2] beschreibt um bis zu 17,2 % gesenkte Stromgestehungskosten. Turchi et al. [3] bestätigten diese Zahl in eigenen Rechnungen und publizierten Potenziale bis zu 15 %. Kelly et al. [4] zeigten, dass das Potential mit Kollektoren mit 8 m-Aperturweite bei bis zu 25 % liegt. Kolb und Diver [5] konnten dieses Potential mit eigenen Rechnungen reproduzieren. Auch Rügamer et al. [6] bestätigen diese Zahlen in detaillierten Rechnungen für den UltimateTrough. Die tatsächlichen Einsparungen hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Diese Faktoren sind miteinander kombiniert und können sich verstärken oder abschwächen. Bspw. ändert sich mit der oberen Prozesstemperatur ebenfalls der spezifische Preis des Speichers (€/kWh), da er Einfluss auf die Temperaturspreizung hat. Obwohl das Wirkungsgradoptimum häufig bei geringeren Temperaturen liegt (Abb. 3) liegt somit vor allem bei Anlagen mit großen Speichern das ökonomische Optimum bei höheren Prozesstemperaturen (Abb. 4). Dieser und weitere Zusammenhänge müssen bei der Auslegung berücksichtigt werden.

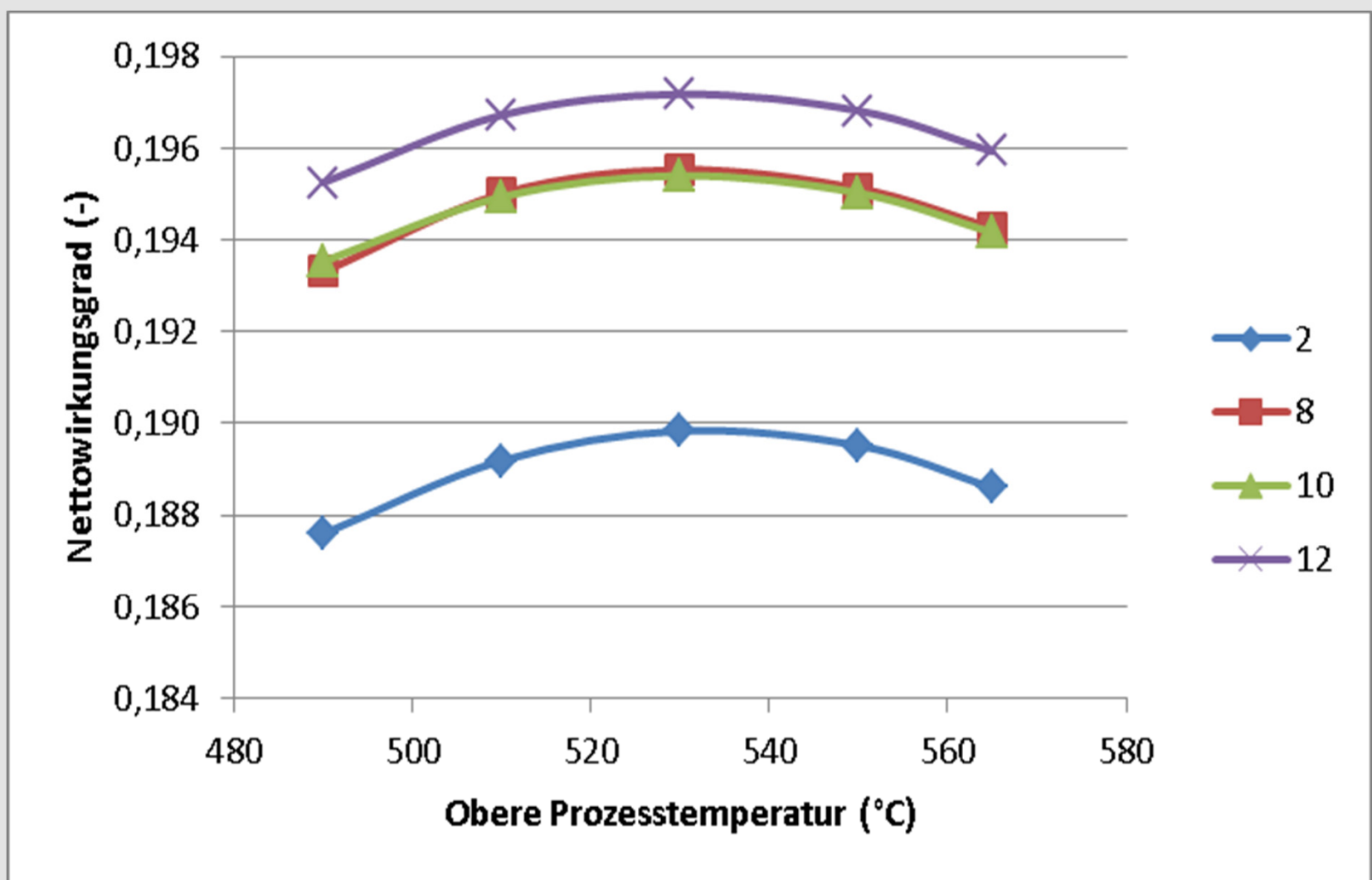


Abb. 3 Jahresnettowirkungsgrade bei unterschiedlichen Temperaturen und Speichergößen

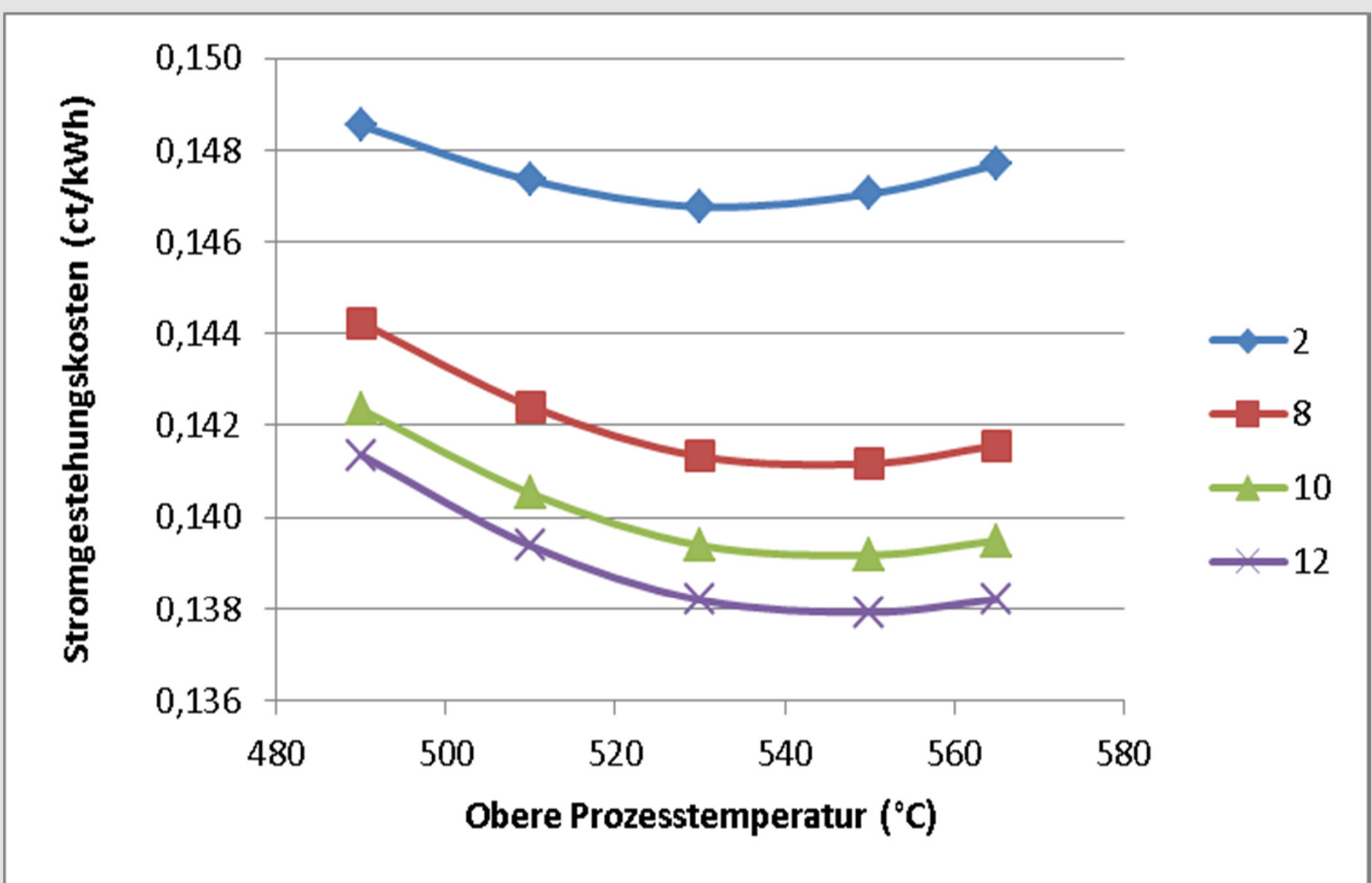


Abb. 4 Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen Temperaturen und Speichergößen

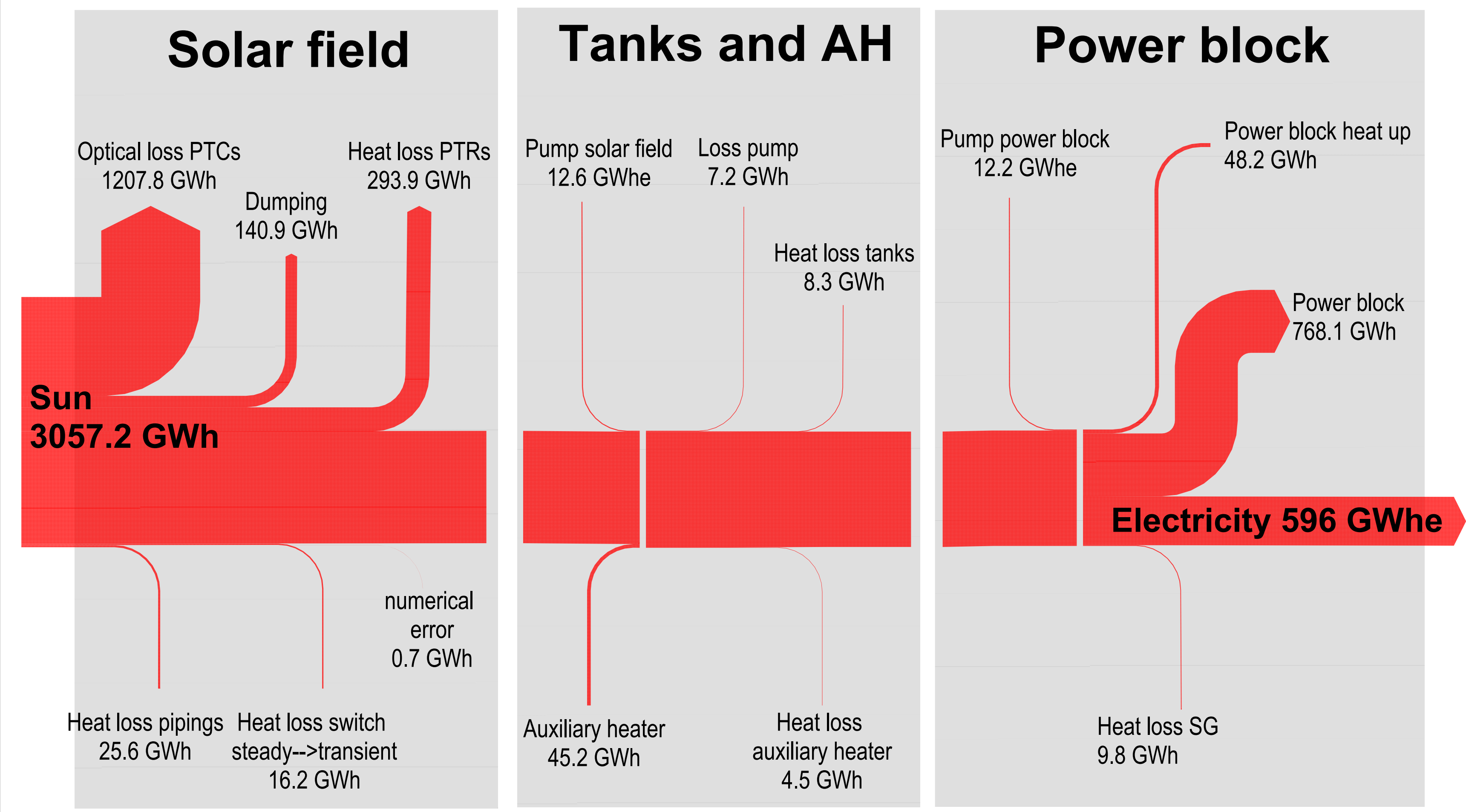


Abb. 2 Energieflussdiagramm eines Parabolrinnenkraftwerks in Las Vegas (circa 2600 kWh/m²a, 125 MW_e, 12 h Speicherkapazität, 60/40% Na/K-NO₃, 5,67m Aperturweite, 70mm Receiver) [Wagner, Wittmann, 2012]

[1] Bradshaw et al., Final Test and Evaluation Results from the Solar 2Project, 2002
[2] Kearney et al., Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field, JSEE 2003
[3] Turchi et al., Current and future costs for parabolic trough and power tower systems in the US market. Proc. SolarPACES 2010, Perpignan, France, 2010.
[4] Kelly et al., Adopting nitrate/nitrite salt mixtures as the heat transport fluid in parabolic trough power plants. Proc. ASME Energy Sustainability, 2007.
[5] Kolb et al., Conceptual Design of an advanced Trough Utilizing a Molten Salt Working Fluid. Proc. SolarPACES 2008, Las Vegas, NV; 2008.
[6] Rügamer et al., Molten Salt for Parabolic Trough Applications: System Simulation and Scale Effects, Proc. SolarPACES 2013, Las Vegas, USA; 2013.